

CARACTERIZACIÓN DE GASODUCTOS DE LA PROVINCIA DE CÓRDOBA, ARGENTINA¹

Alejandro J. Giudici², José E. Stuardi², Carlos F. Estrada³

Resumen: En este trabajo se lleva a cabo la caracterización de los gasoductos de la provincia de Córdoba con la finalidad de estudiar la vulnerabilidad de la infraestructura de gasoductos en una región de Argentina. Para ello se establecen parámetros y rangos de valor dentro de los cuales se realizarán los estudios de vulnerabilidad. Las amenazas analizadas para estos ductos son: a) daños por terceros, b) corrosión externa y c) condiciones de operación diferentes respecto a las de diseño. En la primera parte de este trabajo se desarrolla el relevamiento de los datos principales del sistema de gasoductos existentes en la provincia de Córdoba y de los nuevos gasoductos proyectados por el gobierno de esta provincia para el trienio 2017-2019. Posteriormente se elabora una evaluación del riesgo del sistema de gasoductos en estudio, determinando tanto la probabilidad como las consecuencias de los eventos de ocurrencia factible para el sistema. Se realiza un análisis de riesgo cualitativo considerando el nivel de información disponible. La metodología cualitativa permite comparar mediante índices el riesgo relativo entre distintos tramos del sistema y con ello definir los tramos de gasoductos donde se realizarán los estudios de vulnerabilidad previstos.

Palabras clave: amenazas, caracterización, gasoductos, riesgo, vulnerabilidad.

CHARACTERIZATION OF GAS PIPELINES IN THE PROVINCE OF CÓRDOBA, ARGENTINA

Abstract: To study the vulnerability of the natural gas pipeline infrastructure in a region of Argentina, the characterization of gas pipelines from the province of Córdoba is carried out in this work. For this purpose, parameters and value intervals that delimit the vulnerability assessment are defined. The following risk issues associated with pipelines are taken into account: a) third-party damage, b) external corrosion, and c) operation conditions that differ from those defined in the pipeline design. The first part of this work presents a survey of main data from the existing gas pipeline network of the province of Córdoba and also of new pipelines that are to be constructed by the government of Córdoba during the triennium 2017-2019. The second part deals with the qualitative risk assessment of the pipeline network under analysis, using the survey data. The proposed qualitative risk assessment determines the probability and the consequences of events that likely occur in the network. The qualitative methodology uses indexes to compare the relative risk of different sections of the network and consequently, pipeline sections that require vulnerability assessments can be determined.

Keywords: characterization, gas pipelines, threat, risk, vulnerability.

¹ Artículo recibido el 30 de agosto de 2017 y aceptado el 9 de enero de 2018.

² Profesor Titular, Departamento de Estructuras. Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales, Universidad Nacional de Córdoba. Casilla de Correo 916, 5000 Córdoba, Argentina. E-mail: ajjudici@unc.edu.ar

² Profesor Titular, Departamento de Estructuras. Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales, Universidad Nacional de Córdoba. Casilla de Correo 916, 5000 Córdoba, Argentina. E-mail: jstuardi@gmail.com

³ Profesor Asociado, Departamento de Estructuras. Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales, Universidad Nacional de Córdoba. Casilla de Correo 916, 5000 Córdoba, Argentina. E-mail: carlos.estrada@unc.edu.ar

INTRODUCCIÓN

Este trabajo tiene por objeto caracterizar la infraestructura de tuberías de interés en un proyecto sobre vulnerabilidad de la infraestructura y del medio físico asociado al almacenamiento y transporte de fluidos combustibles, que se lleva a cabo en Argentina. Para este estudio se usan los datos principales de la red troncal de gasoductos existentes en la provincia de Córdoba y de los nuevos gasoductos proyectados por el gobierno de la provincia de Córdoba. Se establecen parámetros y rangos de valor dentro de los cuales se realizarán los estudios de vulnerabilidad.

Los incidentes en gasoductos han sido analizados por el Pipeline Research Council International (PRCI), definiendo 21 causas de fondo que constituyen amenazas a la integridad de una tubería (ver ASME B31.8S, 2016). Estas amenazas se consideran como: (a) dependientes del tiempo, por ejemplo, la corrosión; (b) estables, por ejemplo, defectos de fabricación, defectos en las soldaduras en obra, curvaturas con arrugas; (c) independientes del tiempo, como daños provocados por primeras, segundas y terceras partes, vandalismo, operaciones incorrectas, relacionadas con el clima o el suelo (Kiefner et al., 1990; Anderson 1995; Kiefner et al., 1989; Eiber et al., 1993). Para el sistema de gasoductos en estudio de la provincia de Córdoba se prevén causas dependientes e independientes del tiempo.

Para mitigar los riesgos potenciales de las amenazas se elaboran planes de integridad con modelos de riesgo cualitativo o cuantitativo, tal como los recomendados por American Society of Mechanical Engineers. Estos planes conllevan la evaluación permanente del estado de conservación de los gasoductos (Baker, 2003).

Un análisis de fallas en tuberías tiene por objetivo la evaluación del riesgo ante la presencia de defectos probables o existentes y su forma de evolución en el tiempo. Los avances más importantes realizados por los autores y sus colaboradores se refieren al estudio de defectos estructurales en los gasoductos de transporte y distribución, por la acción de las amenazas esperables en este tipo de instalaciones, definiendo su aptitud para el servicio. Los defectos típicos estudiados son volumétricos (corrosión) (Massa et al., 2010; Giudici et al., 2016), planos (fisuras) (Massa et al., 2009; Matusevich et al., 2012) y geométricos (abolladuras con y sin arrastre de material). Mediante la modelación por el método de elementos finitos de los defectos observados y utilizando distintas técnicas numéricas, se calculan las presiones de falla de las tuberías teniendo cuenta las características generales de la instalación (Stuardi et al., 2013). Se definen de esta forma las condiciones de seguridad de los gasoductos, de acuerdo con las normas de seguridad aplicables a este tipo de instalaciones. Además, es usual requerir y calcular el tamaño de los defectos que han sido tipificados y que son tolerables en función del coeficiente de seguridad adoptado.

En este trabajo se presentan los distintos modelos para la evaluación del riesgo, realizando un análisis cualitativo del sistema de gasoductos en estudio teniendo en cuenta el nivel de información disponible.

Se presenta el relevamiento de los datos principales del sistema de gasoductos existentes en la provincia de Córdoba, Argentina, y de los nuevos gasoductos proyectados por el gobierno de la provincia de Córdoba. Este relevamiento permite mediante índices comparar el riesgo entre distintos tramos del sistema de gasoductos para finalmente definir los tramos donde se realizarán los estudios de vulnerabilidad previstos.

METODOLOGÍA UTILIZADA PARA EVALUACIÓN DEL RIESGO DEL SISTEMA DE GASODUCTOS

En la evaluación del riesgo de los sistemas de gasoductos se debe medir, tanto la probabilidad como las consecuencias de todos los eventos perjudiciales para el sistema. No existe un método universalmente aceptado para medir el riesgo. Sus evaluaciones implican examinar los factores o variables que se combinan para definir un panorama completo en una tubería. Normalmente se seleccionan un conjunto de indicadores de riesgo críticos que permite generar modelos confiables.

La predicción de fallas en tuberías podría constituir una gran ventaja en la reducción del riesgo, pero lamentablemente en el estado actual del conocimiento se adolece de métodos confiables para realizarla. Los accidentes en gasoductos son relativamente poco frecuentes y a menudo implican una falta simultánea de varias condiciones de seguridad, lo que dificulta las predicciones precisas de las fallas. Ante esta situación las metodologías modernas de evaluación de riesgos proporcionan un sustituto a estas predicciones.

Los pasos generales para el estudio de los problemas de riesgos en tuberías son los siguientes:

- a) Modelado de riesgos. La definición de un modelo de evaluación de riesgos como un conjunto de algoritmos o reglas que utilizan la información disponible para definir los niveles de riesgo a lo largo de la tubería.
- b) Recopilación y preparación de datos. La recopilación de datos implica tomar conocimiento de los datos disponibles de los distintos gasoductos, incluyendo información sobre la construcción original, datos de inspecciones posteriores, condiciones ambientales, historial de operación y mantenimiento, fallas anteriores, etc. La preparación de datos consiste en sistematizar y seleccionar del universo de datos disponibles, aquellos que se utilizarán en la evaluación de riesgos.

- c) Segmentación. Corresponde a la división virtual de gasoductos en tramos, que sean manejables por el operador y que habitualmente tienen características de riesgo similares.
- d) Evaluación de los riesgos. Consiste en aplicar el modelo de evaluación de riesgos a los distintos tramos de los gasoductos, a fin de obtener un índice único por tramos. Estos índices relativos (o cualitativos) se pueden convertir en índices de riesgo absolutos (o cuantitativos).
- e) Gestión de los riesgos. La gestión de los riesgos se corresponde con la administración de los riesgos por parte del operador. La evaluación de los riesgos se transforma en una herramienta para la toma de decisiones para administrar eficazmente los recursos, implementando los planes de mitigación más adecuados.

En una primera etapa se realiza usualmente un análisis de riesgo cualitativo del sistema de gasoductos en estudio, considerando el nivel de información disponible. La evaluación del riesgo cualitativo identifica los riesgos y define su probabilidad de ocurrencia en forma relativa (por ejemplo: alta, media, baja). La metodología cualitativa de índices es ampliamente utilizada en la industria del petróleo y gas (Mulhlbauer, 2004; Kiefner, 1997).

Las características principales de cada uno de los tramos que forman el sistema de gasoductos estudiado varían en sus valores, entre otros: presión, diámetros, espesores y clase de trazado. Esto lleva a que, desde el punto de vista de integridad, no todos los sectores de la tubería estén expuestos al mismo nivel de riesgo. De esta manera, la metodología cualitativa permite comparar mediante índices, el riesgo entre distintos tramos del sistema y ha resultado de utilidad para definir los sectores donde se realizan los estudios de vulnerabilidad.

Riesgo en un tramo de tubería

El riesgo en un tramo de tubería se puede definir de varias formas y una de las más habituales es definir el riesgo como la probabilidad de ocurrencia de un evento perjudicial multiplicado por la consecuencia de dicho evento. Entonces, según esta definición, el riesgo aumenta cuando aumenta la probabilidad del evento o cuando aumenta la magnitud del evento. La expresión matemática de riesgo que se aplica es:

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad} \times \text{Consecuencia} \quad (1)$$

Esta medida del riesgo resulta válida para un periodo de tiempo especificado.

En sistemas complejos como el tratado, la *probabilidad* no toma el estricto sentido estadístico, sino que intervienen otros conceptos como el grado de confianza y juicio del operador ante un determinado conjunto de datos de la tubería que afecta la integridad del gasoducto.

El transporte de gas por tuberías implica un riesgo porque existe la posibilidad de que esta falle, liberando el contenido y provocando daños. Las *consecuencias* pueden representar una pequeña pérdida sin alteraciones mayores que la necesidad de reparación, hasta una pérdida descontrolada que puede causar víctimas humanas, daños a la propiedad y al medio ambiente.

De acuerdo con lo anteriormente citado en la introducción de este trabajo se consideran amenazas dependientes e independientes del tiempo.

Para el sistema de gasoductos en estudio de la provincia de Córdoba, las amenazas esperables son:

- a) Daño por terceros. Corresponde a los posibles daños ocasionados por terceras partes, en ocasión de trabajos en la cercanía de los ductos.
- b) Corrosión externa. Esta es la principal amenaza dependiente del tiempo que tiene este sistema. Por el tipo de fluido (gas natural) y las temperaturas de operación no se consideran esperables daños por corrosión interna ni por “stress corrosion cracking” (SCC).
- c) Modificaciones de las condiciones de operación respecto a las de diseño. Se contemplan las diferencias existentes entre las condiciones habituales de operación y las condiciones consideradas en el diseño del gasoducto.

En el modelo utilizado, la probabilidad de ocurrencia esperada P , se define como el producto de los índices de probabilidad de daños por terceros, daños por corrosión y diseño:

$$P = P_t P_c P_d = \prod_{i=1}^l (p_t)_i \prod_{i=1}^m (p_c)_i \prod_{i=1}^n (p_d)_i \quad (2)$$

donde P_t es el índice de probabilidad de daño por terceros, P_c es el índice de probabilidad de daño por corrosión y P_d es el índice de probabilidad de diseño, mientras que p_t , p_c , p_d representan a las correspondientes probabilidades de fallas por daños plausibles en cada índice.

Por otro lado, las consecuencias asociadas a la ocurrencia de un evento en particular apuntan a cuantificar su incidencia en la seguridad de las personas y sus bienes, sobre el medio ambiente y en el impacto por el corte en el suministro de gas. La consecuencia relativa C se define como:

$$C = \prod_{i=1}^q c_i \quad (3)$$

donde c_i son las consecuencias asignadas a los eventos de falla.

A continuación nos referiremos a los índices de probabilidad de daños por terceros, por corrosión y por diseño, para posteriormente calcular las consecuencias de los eventos plausibles.

Índice de probabilidad de daños por terceros P_t

El índice de probabilidad de daños por terceros P_t contempla la geometría y material de la tubería y el grado de exposición de la misma. Con respecto a la geometría del ducto, cuanto menores son el espesor y el diámetro, mayor es la probabilidad de dañarlo. Asimismo, cuando menores son la tensión de fluencia y la tenacidad del material, mayor es la probabilidad de falla ante la acción de terceros sobre el gasoducto. Finalmente, cuando mayor es la exposición de la tubería, se tienen mayores posibilidades de roturas. Para considerar este último aspecto, se asigna la clase de trazado del gasoducto.

Las tensiones de fluencia y la tenacidad de los distintos tipos de materiales constitutivos de los gasoductos en estudio responden a las normas API Spec. 5L (2008) y ASTM A53 (2007).

El Código ASME B31.8 (2016) y la norma NAG 100 (1993) definen la clase de trazado de un tramo de gasoducto considerando la concentración de personas en el área contigua al gasoducto, asignando números enteros crecientes (de 1 a 4) según el incremento de la densidad demográfica.

El índice de probabilidad de daños por terceros P_t es:

$$P_t = \prod_{i=1}^4 (p_{t_i}) = P_{t_1} P_{t_2} P_{t_3} = \left(\frac{1}{t} + \frac{12}{D} \right) \left(\frac{100000}{S_y} \right) (CT) \quad (4)$$

Register for free at <https://www.scipedia.com> to download the version without the watermark

donde t es el espesor de la tubería (en pulgadas), D es el diámetro exterior de la tubería (en pulgadas), S_y es la tensión del fluencia del material (en psi) y CT es la clase de trazado.

Índice de probabilidad de daños por corrosión P_c

El índice de probabilidad de daños por corrosión P_c considera el espesor de la tubería, la condición de la protección catódica y la del revestimiento del tramo de gasoducto. La inclusión del espesor en este índice es obvia, ya que cuanto mayor es el espesor, mayor será el tiempo que el proceso corrosivo necesitará para debilitar la pared del ducto. Con respecto a la condición de la protección catódica del tramo, se debe considerar la cantidad de años con y sin protección; representando una falta de protección catódica un incremento considerable de este índice. Sobre la condición del revestimiento, se aplican distintos coeficientes según su tipo. Las distintas condiciones de protección catódica de una tubería responden a la Norma SP0169 (2013) y los tipos de revestimientos a la norma NAG 108 (2009).

El índice de probabilidad de daños por corrosión P_c es:

$$P_c = \prod_{i=1}^m (p_{c_i}) = P_{c_1} P_{c_2} P_{c_3} = \left(\frac{1}{t} \right) \left(8T_1 + \frac{T_2}{3} \right) (R) \quad (5)$$

donde t es el espesor de la tubería (en pulgadas), T_1 indica los años sin protección catódica, T_2 indica los años con protección catódica y R es el coeficiente según el tipo de revestimiento, tomando los siguientes valores. Para polietileno/epoxy: 1, cintas plásticas: 1.5 y asfaltos: 2.

Índice de probabilidad de diseño P_d

El índice de probabilidad de diseño P_d incluye la antigüedad de la tubería y la relación entre el espesor real del ducto y el requerido según la presión interna del tramo. Para determinar el espesor requerido se considera la tensión tangencial provocada por la presión interna, aplicando la conocida fórmula de Barlow. El índice de probabilidad de diseño P_d es:

$$P_d = \prod_{i=1}^n (p_d)_i = P_{d1} P_{d2} = (100 + T) \left(\frac{t}{t_{req}} \right) = (100 + T) \left(\frac{t}{\frac{PD}{2 S_y}} \right) \quad (6)$$

donde T es el tiempo de servicio del gasoducto ($T = T_1 + T_2$), t es el espesor de la tubería (en pulgadas), P es la presión interna del conducto (en psi), D es el diámetro exterior de la tubería (en pulgadas) y S_y es la tensión del fluencia del material (en psi).

Consecuencias

Para determinar las consecuencias de una falla se deben considerar su incidencia sobre la seguridad de las personas y sus bienes y sobre el medio ambiente. Para ello, se tiene en cuenta la clase de trazado del tramo de gasoducto y el área de potencial impacto.

La norma ASME B31.8S (2016) define el área de potencial impacto con el radio de potencial impacto R_i , en función del diámetro y presión de la tubería.

La consecuencia relativa C , se define como:

$$C = \prod_{i=1}^q c_i = C_1 C_2 = (CT) (R_i) = (CT) (0,69D\sqrt{P}) \quad (7)$$

donde CT es la clase de trazado, D es el diámetro exterior de la tubería (en pulgadas) y P es la presión interna del conducto (en psi).

Register for free at <https://www.scipedia.com> to download the version without the watermark

RELEVAMIENTO DEL SISTEMA DE GASODUCTOS EN ESTUDIO

El relevamiento de los datos principales del sistema de gasoductos existentes en la provincia de Córdoba y de los nuevos gasoductos proyectados se realizó a partir de la información suministrada por el operador del sistema de gasoductos y por el gobierno de la provincia de Córdoba.

En la Tabla 1 se presentan los principales gasoductos en operación de la provincia de Córdoba. Se relevaron sus principales características, incluyendo longitud, diámetro nominal, material de construcción, presión de operación, clase de trazado, tipo de revestimiento y fecha de habilitación. Con excepción de la fecha de habilitación, se relevaron las mismas características también en los gasoductos proyectados por el gobierno de la provincia de Córdoba (véase la Tabla 2).

Tabla 1: Principales gasoductos en operación de la provincia de Córdoba.

Denominación	Longitud (m)	Øn (")	Espesor (mm)	Material	Presión (Bar)	Clase de Trazado (max)	Revestimiento	Fecha Habilitación
DEAN FUNES-CRUZ DEL EJE - 1	59.290	10	4,78	API 5LX G ^o X 52	60,51	3	1	jun-98
DEAN FUNES-CRUZ DEL EJE - 2	5.798	10	4,78	API 5LX G ^o X 46	60,51	1	1	jun-98
CRUZ DEL EJE-CHARBONIER	27.418	8	3,96	API 5LX G ^o X 52	39,23	3	1	dic-98
CHARBONIER-C DEL MONTE	8.603	8	3,96	API 5LX G ^o X 52	39,23	3	1	dic-98
C DEL MONTE-LOS COCOS	5.598	8	3,96	API 5LX G ^o X 52	39,23	3	1	dic-98
LOS COCOS-V GIARDINO	12.195	8	3,96	API 5LX G ^o X 52	39,23	3	1	dic-98
V GIARDINO-LA FALDA	6.607	8	3,96	API 5LX G ^o X 52	39,23	3	1	dic-98
LA FALDA-BIALET MASSE	30.368	6	3,60	API 5LX G ^o X 52	39,23	3	1	jun-99
C CAROYA - J MARIA	3.555	4	4,05	ASTM A 53 G ^o A	60,51	1	1,5	may-87
M CRISTO - YOFRE - PTA YPF-ODORIZADORA	891	10	6,35	API 5LX G ^o X 42	60,51	3	2	ene-63
M CRISTO - YOFRE - ODORIZADORA-LIMITADORA	4.794	10	6,35	API 5LX G ^o X 42	60,51	3	2	ene-63
M CRISTO - YOFRE - LIMITADORA-INI REUBICACION	898	10	6,35	API 5LX G ^o X 42	39,23	1	2	ene-63
M CRISTO - YOFRE - FIN REUBICACION-PTA YOFRE	5.314	10	6,35	API 5LX G ^o X 42	39,23	3	2	ene-63
MONTE CRISTO	416	3	4,78	ASTM A 53 G ^o A	60,51	1	1,5	sep-88
C REM - FERREYRA - PTA TGN-ODORIZADORA	98	10	5,16	API 5LX G ^o X 42	60,51	3	2	ene-63
C REM - FERREYRA - ODORIZADORA-LIMITADORA	8.919	10	5,16	API 5LX G ^o X 42	60,51	3	2	ene-63
C REM - FERREYRA - LIMITADORA-INI REUBICACION	3.506	10	5,16	API 5LX G ^o X 42	39,23	3	2	ene-63
C REM - FERREYRA - FACULTAD AGRONOMIA	4	2	3,91	ASTM A 53 G ^o A	60,51	3	1,5	ene-89
TOLEDO - CORDOBA	34.469	16	5,56	API 5LX G ^o X 52	60,51	3	1,5	ago-85
ALTA GRACIA	24.153	6	5,56	API 5LX G ^o X 42	60,51	1	2	oct-92
ANILLO IND CBA - CRUCE CNO SANTA ROSA	320	10	6,35	ASTM A 53 G ^o A	20,10	3	1,5	ago-87
ANILLO IND CBA - NAZARET-CASTELLANOS	252	10	4,78	API 5L G ^o A	20,10	3	2	ene-63
ANILLO IND CBA - FELIX PAZ	2.625	10	4,78	API 5L G ^o A	20,10	3	2	ene-63
ANILLO IND CBA - FELIX PAZ-DOMUYO	215	10	6,35	ASTM A 53 G ^o A	20,10	3	1,5	jun-85
ANILLO IND CBA - DOMUYO	35	10	4,78	API 5L G ^o A	20,10	3	2	ene-63
ANILLO IND CBA - DOMUYO-LAGUNILLA	908	10	4,78	API 5L G ^o A	20,10	3	2	ene-63
ANILLO IND CBA - LAGUNILLA-HUERGO	569	10	4,78	API 5L G ^o A	20,10	3	2	ene-63
ANILLO IND CBA - PQUE DE LA VIDA-LA CAÑADA	378	10	4,78	API 5L G ^o A	20,10	3	2	ene-63
ANILLO IND CBA - LA CAÑADA-MINETTI	216	10	4,78	API 5L G ^o A	20,10	3	2	ene-63
DERIVACION RICHIERI	2.207	8	5,16	API 5L G ^o A	20,10	3	2	ene-63
DERIVACION CRUZ ROJA	523	8	5,16	API 5L G ^o A	20,10	4	2	ene-63
AV RODRIGUEZ DEL BUSTO	672	8	5,16	API 5L G ^o A	20,10	4	2	ene-63
SACCHI - ESC DE AVIACION	2.119	10	5,16	API 5LX G ^o X 42	24,52	3	2	oct-63
ESC DE AVIACION - EST MALAGUEÑO	5.114	10	5,16	API 5LX G ^o X 42	24,52	3	2	oct-63
EST MALAGUEÑO - INI REUBIC YOCSINA	2.010	10	5,16	API 5LX G ^o X 42	24,52	3	2	oct-63
DERIVACION MALAGUEÑO	924	10	5,16	API 5LX G ^o X 42	24,52	3	2	oct-63
DERIVACION IND MINETTI	2.154	8	5,56	ASTM A 53 G ^o A	24,52	3	1,5	jul-81
DERIVACION EX IND CORCEMAR	111	6	4,78	API 5L G ^o A	24,52	3	1,5	sep-87
DERIVACION CARLOS PAZ	6.890	6	4,78	API 5L G ^o A	24,52	3	1,5	sep-87
CARRARA - LAGUNILLA	6	10	4,78	API 5L G ^o A	20,10	3	2	ene-63
CASTELLANOS - ZIPOLI	361	8	4,78	API 5L G ^o A	20,10	3	2	ene-65
ZIPOLI - TABLADA	1.098	8	4,78	API 5L G ^o A	20,10	3	2	ene-65
SUDOESTE - CENTRAL EPEC	1.986	8	4,78	API 5L G ^o A	24,52	3	1,5	jun-85
SUDOESTE - CARRARA	937	16	5,56	API 5LX G ^o X 52	24,52	3	1,5	oct-85
CARRARA - ZIPOLI - 1	5.497	16	5,56	API 5LX G ^o X 52	20,10	3	1,5	oct-85
CARRARA - ZIPOLI - 2	9.201	12	4,78	API 5LX G ^o X 42	20,10	4	1,5	oct-85
DERIVACION AUTOPISTA	1.488	12	4,78	API 5LX G ^o X 42	20,10	3	1,5	oct-85
RIO SEGUNDO	2.387	3	4,78	ASTM A 53 G ^o A	60,51	1	1,5	nov-84
COSTA SACATE	842	2	3,91	ASTM A 53 G ^o A	60,51	3	1	nov-93
VILLA DEL ROSARIO	217	3	4,78	API 5L G ^o A	60,51	1	1	feb-92
TRANSITO	5.656	3	3,96	ASTM A 53 G ^o B	60,51	3	1	abr-96

Tabla 1 (continuación): Principales gasoductos en operación de la provincia de Córdoba.

Denominación	Longitud (m)	Øn (")	Espesor (mm)	Material	Presión (Bar)	Clase de Trazado (max)	Revestimiento	Fecha Habilitación
PILAR - 1	643	3	4,78	ASTM A 53 G ^o A	60,51	3	1	abr-93
PILAR - 2	1	2	3,91	ASTM A 53 G ^o A	60,51	3	1	abr-93
ONCATIVO - 1	836	3	4,78	ASTM A 53 G ^o A	60,51	3	1,5	nov-83
ONCATIVO - 2	1	2	3,91	ASTM A 53 G ^o A	60,51	3	1,5	nov-83
ONCATIVO - ALMAFUERTE - 1	1.704	10	4,78	API 5LX G ^o X 52	60,51	3	1	jun-99
ONCATIVO - ALMAFUERTE - 2	60.793	10	4,40	API 5LX G ^o X 52	60,51	3	1	jun-99
ONCATIVO - ALMAFUERTE - 3	15.687	10	4,78	API 5LX G ^o X 52	60,51	1	1	feb-06
TANCACHA	8.764	4	4,78	ASTM A 53 G ^o A	39,23	3	1,5	oct-84
RIO TERCERO	5.378	8	5,56	API 5L G ^o A	24,52	3	1,5	oct-85
ALMAFUERTE	6.912	8	5,56	API 5L G ^o A	24,52	3	1,5	oct-85
TIO PUJIO	4.512	3	3,58	API 5L G ^o B	60,51	1	1,5	nov-91
VILLA MARIA - GRAL CABRERA - 1	50.767	6	3,96	API 5LX G ^o X 42	60,51	1	1,5	may-87
VILLA MARIA - GRAL CABRERA - 2	17.594	6	5,56	API 5LX G ^o X 42	60,51	1	1,5	may-87
VILLA MARIA - GRAL CABRERA - 3	9.930	4	4,05	API 5L G ^o A	60,51	1	1,5	may-87
ARROYO CABRAL	41	3	4,78	ASTM A 53 G ^o A	60,51	1	1,5	may-87
LUCA	38	2	3,91	ASTM A 53 G ^o A	60,51	1	1	feb-95
HERNANDO	19.588	4	4,05	API 5L G ^o A	60,51	3	1,5	may-87
DALMACIO VELEZ SANSFIELD	55	2	3,18	ASTM A 53 G ^o A	60,51	1	1,5	may-87
LAS PERDICES	254	3	4,78	ASTM A 53 G ^o A	60,51	1	1,5	abr-90
GRAL DEHEZA - 1	5	4	4,05	ASTM A 53 G ^o A	60,51	1	1,5	may-87
GRAL DEHEZA - 2	1.791	6	5,56	API 5LX G ^o X 42	60,51	1	1,5	may-87
VILLA MARIA - LAS VARILLAS	75.697	6	4,78	API 5LX G ^o X 52	60,51	2	1	feb-00
POZO DEL MOLLE	93	3	3,96	API 5LX G ^o X 42	60,51	1	1	feb-00
LIMITE SAN LUIS - VILLA DOLORES - 1	35.400	10	4,80	API 5LX G ^o X 52	68,33	3	1	mar-97
LIMITE SAN LUIS - VILLA DOLORES - 2	6.100	10	5,60	API 5LX G ^o X 52	68,33	3	1	mar-97
DERIVACION LA PAZ - 1	18	3	3,96	ASTM A 53 G ^o B	68,33	1	1	mar-97
DERIVACION LA PAZ - 2	3	2	3,91	ASTM A 53 G ^o B	68,33	1	1	mar-97
DERIVACION YACANTO/SAN JAVIER - 1	12	3	3,96	ASTM A 53 G ^o B	68,33	1	1	mar-97
DERIVACION YACANTO/SAN JAVIER - 2	3	2	3,91	ASTM A 53 G ^o B	68,33	1	1	mar-97
MALENA - RIO CUARTO - 1	12.410	8	6,35	API 5LX G ^o X 42	68,33	3	1,5	may-82
MALENA - RIO CUARTO - 2	133	8	6,35	API 5LX G ^o X 42	68,33	3	1,5	may-82
RIO CUARTO - PRP EX COGASCO - PRP LAS FERIAS	4.626	8	5,56	API 5L G ^o A	24,52	3	1,5	dic-82
RIO CUARTO - DERIVACION EPEC	254	8	5,56	API 5L G ^o A	24,52	3	1,5	dic-82
LAS ACEQUIAS - GRAL LEVALLE - 1	22.368	8	4,78	API 5LX G ^o X 42	58,84	1	1,5	abr-83
LAS ACEQUIAS - GRAL LEVALLE - 2	60.657	8	5,56	API 5LX G ^o X 42	58,84	3	1,5	abr-83
DERIVACION EPEC GRAL LEVALLE	316	8	5,56	API 5LX G ^o X 42	58,84	3	1,5	abr-83
LA CARLOTA	12.003	4	4,37	API 5L G ^o A	68,33	3	1	nov-95
PEDRO FUNES - PASCO - 1	9.985	6	5,56	API 5L G ^o B	68,33	3	1	may-92
PEDRO FUNES - PASCO - 2	12.503	6	5,56	API 5L G ^o B	68,33	3	1	may-92
PEDRO FUNES - PASCO - 3	16.035	4	4,78	ASTM A 53 G ^o A	68,33	3	1	may-92
PEDRO FUNES - PASCO - 4	2.370	4	4,78	ASTM A 53 G ^o A	68,33	3	1	dic-93
PEDRO FUNES - PASCO - 5	12.804	4	4,78	ASTM A 53 G ^o B	68,33	3	1	dic-93
PEDRO FUNES - PASCO - 6	11.219	3	3,96	ASTM A 53 G ^o B	68,33	3	1	dic-93
PASCANAS	11.707	3	4,78	ASTM A 53 G ^o A	68,33	3	1	mar-94
ESMO - ESCALANTE	4.158	4	4,78	ASTM A 53 G ^o A	68,33	1	1	jun-94
ESCALANTE - LABORDE	6.438	3	4,78	ASTM A 53 G ^o A	68,33	1	1	ago-94
ESCALANTE - POSSE	32.639	4	4,78	ASTM A 53 G ^o A	68,33	3	1	dic-94
POSSE - ORDOÑEZ - 1	5	4	4,78	ASTM A 53 G ^o A	68,33	1	1	sep-97
POSSE - ORDOÑEZ - 2	18.075	3	4,78	ASTM A 53 G ^o A	68,33	3	1	sep-97
ESMO - INRIVILLE - 1	1.000	4	4,78	API 5L G ^o A	68,33	3	1	mar-94
ESMO - INRIVILLE - 2	21.108	4	4,78	ASTM A 53 G ^o A	68,33	3	1	mar-94
DERIVACION INRIVILLE	1.397	2	3,91	ASTM A 53 G ^o A	68,33	1	1	mar-94
LOS SURGENTES	11.698	3	4,78	ASTM A 53 G ^o A	68,33	3	1	sep-94

Register for free at <https://www.scipedia.com> to download the version without the watermark

Tabla 2: Nuevos gasoductos proyectados por el gobierno de la provincia de Córdoba.

Denominacion	Longitud (m)	Øn (")	Espesor (mm)	Material	Presión (Bar)	Clase de Trazado (max)	Revestimiento
SISTEMA NORTE	48.271	8	4,00	API 5LX G ^o X 52	60,51	2	1
	17.735	6	4,00	API 5LX G ^o X 52	60,51	2	1
	8.492	6	3,60	API 5LX G ^o X 42	24,52	3	1
	36.138	4	6,00	API 5LX G ^o X 52	60,51	2	1
	29.002	4	3,60	ASTM A 53 G ^o A	24,52	3	1
	122.760	3	3,20	ASTM A 53 G ^o A	24,52	3	1
	80	2	3,20	API 5LX G ^o X 52	60,51	2	1
	148.443	2	3,20	ASTM A 53 G ^o A	24,52	3	1
SISTEMA OESTE	92.431	6	3,60	API 5LX G ^o X 42	24,52	3	1
	30.201	4	3,60	ASTM A 53 G ^o A	24,52	3	1
	58.001	3	3,20	ASTM A 53 G ^o A	24,52	3	1
	37.179	2	3,20	ASTM A 53 G ^o A	24,52	3	1
SISTEMA PUNILLA II	14.193	6	4,37	API 5LX G ^o X 42	24,52	3	1
	3.410	4	3,96	ASTM A 53 G ^o A	24,52	3	1
	3.610	2	3,18	ASTM A 53 G ^o A	24,52	3	1
ANILLO DE CÓRDOBA Y GRAN CÓRDOBA	15.500	18	14,27	API 5LX G ^o X 70	60,51	2	1
	5.110	12	11,13	API 5LX G ^o X 70	60,51	2	1
	11.970	10	8,74	API 5LX G ^o X 70	60,51	2	1
	100	8	8,20	API 5LX G ^o X 60	60,51	2	1
	3.800	12	5,56	API 5LX G ^o X 52	24,52	3	1
	2.400	12	7,90	API 5LX G ^o X 52	24,52	3	1
	850	12	6,35	API 5LX G ^o X 52	24,52	3	1
	5.860	10	5,16	API 5LX G ^o X 52	24,52	3	1
	1.050	8	4,78	API 5LX G ^o X 52	24,52	3	1
	2.730	4	3,96	ASTM A 53 G ^o A	24,52	3	1
	25.960	18	7,92	API 5LX G ^o X 52	60,51	2	1
	109.766	12	5,56	API 5LX G ^o X 52	60,51	2	1
SISTEMA ESTE	30.523	10	4,80	API 5LX G ^o X 52	60,51	2	1
	54.298	8	4,00	API 5LX G ^o X 52	60,51	2	1
	15.804	6	4,00	API 5LX G ^o X 52	60,51	2	1
	7.383	6	3,60	API 5LX G ^o X 42	24,52	3	1
	312	4	6,00	API 5LX G ^o X 52	60,51	2	1
	75.891	4	3,60	ASTM A 53 G ^o A	24,52	3	1
	430	3	4,00	API 5LX G ^o X 52	60,51	2	1
	83.334	3	3,20	ASTM A 53 G ^o A	24,52	3	1
	1.952	2	3,20	API 5LX G ^o X 52	60,51	2	1
	61.011	2	3,20	ASTM A 53 G ^o A	24,52	3	1
	81.779	8	4,80	API 5LX G ^o X 52	24,52	3	1
	22.552	6	3,60	API 5LX G ^o X 52	24,52	3	1
	4.737	4	3,60	ASTM A 53 G ^o A	24,52	3	1
	8.253	3	3,20	ASTM A 53 G ^o A	24,52	3	1
	15.940	2	3,20	ASTM A 53 G ^o A	24,52	3	1
INTERCONEXIÓN SISTEMA NORTE Y SISTEMA ESTE	26.361	6	3,96	API 5LX G ^o X 52	60,51	2	1
SISTEMA CENTRO	5.200	18	14,27	API 5LX G ^o X 70	60,51	2	1
	50.900	6	4,00	API 5LX G ^o X 42	24,52	3	1
	19.200	4	3,60	ASTM A 53 G ^o A	24,52	3	1
	280	3	4,78	API 5LX G ^o X 42	60,51	2	1
	31.284	3	3,20	ASTM A 53 G ^o A	24,52	3	1
	7.100	2	3,20	ASTM A 53 G ^o A	24,52	3	1

Register for free at <https://www.scipedia.com> to download the version without the watermark

Tabla 2 (continuación): Nuevos gasoductos proyectados por el gobierno de la provincia de Córdoba.

Denominación	Longitud (m)	Øn (")	Espesor (mm)	Material	Presión (Bar)	Clase de Trazado (max)	Revestimiento
SISTEMA CENTRO II	18.100	8	4,78	API 5LX G ^º X 42	24,52	3	1
	56.060	6	4,40	API 5L G ^º B	24,52	3	1
	24.990	4	4,00	API 5L G ^º A	24,52	3	1
	1.050	3	3,60	API 5L G ^º A	24,52	3	1
	1.480	2	3,60	API 5L G ^º A	24,52	3	1
	24.000	12	5,56	API 5LX G ^º X 52	60,51	2	1
SISTEMA RUTA 2	27.540	6	4,00	API 5LX G ^º X 42	60,51	2	1
	20.320	6	3,60	API 5LX G ^º X 42	24,52	3	1
	16.400	4	3,60	ASTM A 53 G ^º A	24,52	3	1
	150	3	5,50	API 5LX G ^º X 42	60,51	2	1
	32.310	3	3,20	ASTM A 53 G ^º A	24,52	3	1
	48.686	2	3,20	ASTM A 53 G ^º A	24,52	3	1
SISTEMA RUTA 11	220	3	3,20	ASTM A 53 G ^º A	24,52	3	1
	16.650	2	3,20	ASTM A 53 G ^º A	24,52	3	1
SISTEMA SUR	108.850	10	5,60	API 5LX G ^º X 52	68,33	2	1
	42.740	8	4,80	API 5LX G ^º X 52	68,33	2	1
	141.305	6	3,60	API 5LX G ^º X 42	24,52	3	1
	107.590	4	3,60	ASTM A 53 G ^º A	24,52	3	1
	50	3	5,50	API 5LX G ^º X 42	68,33	2	1
	59.790	3	3,20	ASTM A 53 G ^º A	24,52	3	1
	2.300	2	3,90	API 5LX G ^º X 42	68,33	2	1
	37.499	2	3,20	ASTM A 53 G ^º A	24,52	3	1

ANÁLISIS DE RIESGO CUALITATIVO DEL SISTEMA DE GASODUCTOS EN ESTUDIO. EVALUACIÓN DE RESULTADOS

Register for free at <https://www.scipedia.com> to download the version without the watermark

De acuerdo con la metodología definida para el análisis de riesgo cualitativo descrito, se evaluaron cada uno de los gasoductos del sistema en estudio.

En la Tabla 3 se indica la probabilidad, la consecuencia y el riesgo relativo de cada uno de los gasoductos principales en operación de la provincia de Córdoba. El orden de los gasoductos en la tabla responde a un riesgo relativo decreciente. Se desprende que los gasoductos en operación con mayor riesgo relativo son: a) gasoducto Camino Capilla de los Remedios – Ferreyra, con riesgo relativo de 282 y b) gasoducto Toledo - Córdoba con 262.

En la Tabla 4, se presenta la probabilidad, la consecuencia y el riesgo relativo de cada uno los nuevos gasoductos proyectados por el gobierno de la provincia de Córdoba. Se ordenó la tabla según el riesgo relativo decreciente de estos gasoductos. Analizando esta tabla, se observa que los niveles de riesgo relativos de estos gasoductos son muy inferiores a los de los gasoductos en operación, ya que el riesgo relativo mayor es de 101.

Comparando las Tablas 3 y 4 se puede establecer que el 60% de los gasoductos en operación presentan mayores niveles de riesgo que el gasoducto proyectado con mayor riesgo. Esto es esperable, teniendo en cuenta que la probabilidad de falla de los gasoductos se relaciona directamente con las características de los materiales, su ubicación geográfica y antigüedad, factores que resultan favorables en el caso de los gasoductos proyectados respecto a los gasoductos en operación. No obstante, en ambas tablas se observan niveles de consecuencias máximos similares; esto se explica porque los diámetros y presiones máximas son también similares en ambos grupos de gasoductos.

La evaluación de riesgo desarrollada permite definir tramos de gasoductos con mayores niveles de riesgo relativo asignándoles clasificación de análisis prioritario (tanto en los gasoductos en operación como en los proyectados). En un análisis de riesgo cuantitativo posterior de los gasoductos prioritarios se definirán los tramos donde se realizarán los estudios de vulnerabilidad previstos.

Tabla 3: Riesgo relativo de los principales gasoductos en operación de la provincia de Córdoba.

Denominacion	P	C	R
C REM - FERREYRA - PTA TGN-ODORIZADORA	427,51	659,09	282
C REM - FERREYRA - ODORIZADORA-LIMITADORA	427,51	659,09	282
TOLEDO - CORDOBA	267,06	981,14	262
CARRARA - ZIPOLI - 2	390,11	600,98	234
DERIVACION CRUZ ROJA	548,00	406,53	223
AV RODRIGUEZ DEL BUSTO	548,00	406,53	223
C REM - FERREYRA - LIMITADORA-INI REUBICACION	404,51	530,68	215
M CRISTO - YOFRE - PTA YPF-ODORIZADORA	322,64	659,09	213
M CRISTO - YOFRE - ODORIZADORA-LIMITADORA	322,64	659,09	213
ANILLO IND CBA - NAZARET-CASTELLANOS	522,05	379,91	198
ANILLO IND CBA - FELIX PAZ	522,05	379,91	198
ANILLO IND CBA - DOMUYO	522,05	379,91	198
ANILLO IND CBA - DOMUYO-LAGUNILLA	522,05	379,91	198
ANILLO IND CBA - LAGUNILLA-HUERGO	522,05	379,91	198
ANILLO IND CBA - PQUE DE LA VIDA-LA CAÑADA	522,05	379,91	198
ANILLO IND CBA - LA CAÑADA-MINETTI	522,05	379,91	198
ANILLO IND CBA - MINETTI-EL TIROL	522,05	379,91	198
CARRARA - LAGUNILLA	522,05	379,91	198
ONCATIVO - ALMAFUERTE - 2	290,31	659,09	191
LIMITE SAN LUIS - VILLA DOLORES - 1	263,08	700,41	184
DEAN FUNES - CRUZ DEL EJE - 1	255,64	659,09	169
ONCATIVO - ALMAFUERTE - 1	253,71	659,09	167
MALENA - RIO CUARTO - 1	293,11	562,13	165
SACCHI - ESC DE AVIACION	386,10	419,54	162
ESC DE AVIACION - EST MALAGUEÑO	386,10	419,54	162
EST MALAGUEÑO - INI REUBIC YOCISINA	386,10	419,54	162
DERIVACION MALAGUEÑO	386,10	419,54	162
M CRISTO - YOFRE - FIN REUBICACION-PTA YOFRE	303,95	530,68	161
CASTELLANOS - ZIPOLI	511,32	304,90	156
ZIPOLI - TABLADA	511,32	304,90	156
HERNANDO	564,93	275,95	156
LAS ACEQUIAS - GRAL LEVALLE - 2	283,60	521,62	148
DERIVACION EPEC GRAL LEVALLE	283,60	521,62	148
LIMITE SAN LUIS - VILLA DOLORES - 2	206,70	700,41	145
DERIVACION AUTOPISTA	320,50	450,74	144
SUDOESTE - CARRARA	226,02	624,54	141
DERIVACION RICHIERI	462,22	304,90	141
SUDOESTE - CENTRAL EPEC	414,03	336,70	139
MALENA - RIO CUARTO - 2	241,74	562,13	136
CRUZ DEL EJE-CHARBONIER	318,81	425,90	136
CHARBONIER-C DEL MONTE	318,81	425,90	136
C DEL MONTE-LOS COCOS	318,81	425,90	136
LOS COCOS-V GIARDINO	318,81	425,90	136
V GIARDINO-LA FALDA	318,81	425,90	136
LA CARLOTA	457,04	293,25	134
CARRARA - ZIPOLI - 1	221,04	565,55	125
PEDRO FUNES - PASCO - 1	281,55	431,79	122
PEDRO FUNES - PASCO - 2	281,55	431,79	122
LA FALDA-BIALET MASSE	369,38	327,15	121
PEDRO FUNES - PASCO - 3	400,67	293,25	117
PEDRO FUNES - PASCO - 4	397,53	293,25	117
ESMO - INRIVILLE - 1	397,13	293,25	116
ESMO - INRIVILLE - 2	397,13	293,25	116
ESCALANTE - POSSE	395,67	293,25	116
DERIVACION IND MINETTI	333,06	336,70	112
RIO CUARTO - PRP EX COGASCO - PRP LAS FERIAS	329,76	336,70	111
RIO CUARTO - DERIVACION EPEC	329,76	336,70	111
RIO TERCERO	323,08	336,70	109
ALMAFUERTE	323,08	336,70	109
PEDRO FUNES - PASCO - 6	472,48	228,08	108
DERIVACION EX IND CORCEMAR	405,88	258,64	105
DERIVACION CARLOS PAZ	405,88	258,64	105
PEDRO FUNES - PASCO - 5	346,75	293,25	102
TRANSITO	463,42	214,63	99
ANILLO IND CBA - FELIX PAZ-DOMUYO	260,30	379,91	99
ANILLO IND CBA - CRUCE CNO SANTA ROSA	255,82	379,91	97
ONCATIVO - 1	443,20	214,63	95
TANCACHA	425,68	222,18	95
PASCANAS	397,65	228,08	91
LOS SURGENTES	396,67	228,08	90
ONCATIVO - 2	617,82	145,58	90
POSSE - ORDOÑEZ - 2	391,01	228,08	89
C REM - FERREYRA - FACULTAD AGRONOMIA	600,66	145,58	87
PILAR - 1	395,64	214,63	85
PILAR - 2	560,00	145,58	82
COSTA SACATE	558,68	145,58	81
VILLA MARIA - LAS VARILLAS	179,41	270,88	49
M CRISTO - YOFRE - LIMITADORA-INI REUBICACION	222,05	176,89	39
LAS ACEQUIAS - GRAL LEVALLE - 1	214,83	173,87	37
DEAN FUNES - CRUZ DEL EJE - 2	156,51	219,70	34
VILLA MARIA - GRAL CABRERA - 1	249,89	135,44	34
ONCATIVO - ALMAFUERTE - 3	127,75	219,70	28
C CARGOYA - J MARIA	282,73	91,98	26
VILLA MARIA - GRAL CABRERA - 3	282,68	91,98	26
GRAL DEHEZA - 1	282,68	91,98	26
ALTA GRACIA	165,55	135,44	22
VILLA MARIA - GRAL CABRERA - 2	159,27	135,44	22
GRAL DEHEZA - 2	159,27	135,44	22
TIO PUJIO	281,63	71,54	20
DALMACIO VELEZ SANSFIELD	385,60	48,53	19
ESMO - ESCALANTE	188,39	97,75	18
POSSE - ORDOÑEZ - 1	182,12	97,75	18
RIO SEGUNDO	225,60	71,54	16
DERIVACION LA PAZ - 1	207,38	76,03	16
DERIVACION YACANTO/SAN JAVIER - 1	207,38	76,03	16
ARROYO CABRAL	218,84	71,54	16
MONTE CRISTO	215,19	71,54	15
LAS PERDICES	210,84	71,54	15
ESCALANTE - LABORDE	182,00	76,03	14
VILLA DEL ROSARIO	182,83	71,54	13
DERIVACION INRIVILLE	239,64	51,57	12
POZO DEL MOLLE	170,52	71,54	12
LUCA	234,52	48,53	11
DERIVACION LA PAZ - 2	206,04	51,57	11
DERIVACION YACANTO/SAN JAVIER - 2	206,04	51,57	11

Tabla 4: Riesgo relativo de los nuevos gasoductos proyectados por el gobierno de la provincia de Córdoba.

Denominacion	Øn (")	Presión (Bar)	P	C	R
SISTEMA NORTE	6	24,52	391,95	258,64	101
SISTEMA ESTE	6	24,52	391,95	258,64	101
SISTEMA RUTA 2	6	24,52	391,95	258,64	101
SISTEMA SUR	6	24,52	391,95	258,64	101
SISTEMA NORTE	4	24,52	548,98	175,65	96
SISTEMA ESTE	4	24,52	548,98	175,65	96
SISTEMA ESTE	4	24,52	548,98	175,65	96
SISTEMA CENTRO	4	24,52	548,98	175,65	96
SISTEMA RUTA 2	4	24,52	548,98	175,65	96
SISTEMA SUR	4	24,52	548,98	175,65	96
SISTEMA NORTE	3	24,52	689,15	136,62	94
SISTEMA ESTE	3	24,52	689,15	136,62	94
SISTEMA ESTE	3	24,52	689,15	136,62	94
SISTEMA CENTRO	3	24,52	689,15	136,62	94
SISTEMA RUTA 2	3	24,52	689,15	136,62	94
SISTEMA RUTA 11	3	24,52	689,15	136,62	94
SISTEMA SUR	3	24,52	689,15	136,62	94
SISTEMA CENTRO II	6	24,52	324,07	258,64	84
SISTEMA CENTRO	6	24,52	322,18	258,64	83
SISTEMA ESTE	6	24,52	317,01	258,64	82
ANILLO DE CBA Y GRAN CBA	4	24,52	460,66	175,65	81
SISTEMA CENTRO II	4	24,52	452,28	175,65	79
SISTEMA CENTRO II	8	24,52	233,55	336,70	79
SISTEMA CENTRO II	3	24,52	554,79	136,62	76
SISTEMA NORTE	8	60,51	209,24	352,64	74
SISTEMA ESTE	8	60,51	209,24	352,64	74
ANILLO DE CBA Y GRAN CBA	12	24,52	147,60	497,76	73
SISTEMA ESTE	10	60,51	162,14	439,39	71
SISTEMA ESTE	12	60,51	134,88	521,31	70
SISTEMA CENTRO II	12	60,51	134,88	521,31	70
ANILLO DE CBA Y GRAN CBA	10	24,52	166,43	419,54	70
SISTEMA ESTE	18	60,51	91,99	735,54	68
SISTEMA RUTA 2	6	60,51	247,64	270,88	67
SISTEMA NORTE	2	24,52	703,84	92,67	65
SISTEMA ESTE	2	24,52	703,84	92,67	65
SISTEMA ESTE	2	24,52	703,84	92,67	65
SISTEMA CENTRO	2	24,52	703,84	92,67	65
SISTEMA RUTA 2	2	24,52	703,84	92,67	65
SISTEMA RUTA 11	2	24,52	703,84	92,67	65
SISTEMA SUR	2	24,52	703,84	92,67	65
ANILLO DE CBA Y GRAN CBA	8	24,52	188,97	336,70	64
SISTEMA ESTE	8	24,52	187,54	336,70	63
SISTEMA SUR	10	68,33	131,79	466,94	62
SISTEMA SUR	8	68,33	158,79	374,75	60
ANILLO DE CBA Y GRAN CBA	12	24,52	116,84	497,76	58
INTERCONEXIÓN SISTEMA NORTE Y SISTEMA ESTE	6	60,51	203,94	270,88	55
SISTEMA NORTE	6	60,51	200,41	270,88	54
SISTEMA ESTE	6	60,51	200,41	270,88	54
SISTEMA CENTRO II	2	24,52	570,07	92,67	53
ANILLO DE CBA Y GRAN CBA	12	24,52	80,49	497,76	40
SISTEMA NORTE	2	60,51	283,87	97,05	28
SISTEMA ESTE	2	60,51	283,87	97,05	28
SISTEMA ESTE	3	60,51	191,30	143,08	27
SISTEMA SUR	2	68,33	250,92	103,14	26
SISTEMA CENTRO	3	60,51	174,68	143,08	25
ANILLO DE CBA Y GRAN CBA	18	60,51	31,66	735,54	23
SISTEMA CENTRO	18	60,51	31,66	735,54	23
SISTEMA SUR	3	68,33	141,20	152,06	21
ANILLO DE CBA Y GRAN CBA	10	60,51	48,13	439,39	21
ANILLO DE CBA Y GRAN CBA	8	60,51	57,58	352,64	20
SISTEMA RUTA 2	3	60,51	139,01	143,08	20
ANILLO DE CBA Y GRAN CBA	12	60,51	36,77	521,31	19
SISTEMA NORTE	4	60,51	97,94	183,96	18
SISTEMA ESTE	4	60,51	97,94	183,96	18

CONCLUSIONES

En este trabajo se presentó la metodología utilizada para la evaluación del riesgo en un sistema de gasoductos, describiendo los pasos generales de su implementación: *i)* definición de un modelo de evaluación de riesgos, *ii)* recopilación y preparación de datos, *iii)* segmentación del sistema de gasoductos, *iv)* evaluación de los riesgos y *v)* gestión de los riesgos.

Se desarrolló un modelo para la evaluación del riesgo cualitativo para los sistemas de gasoductos, donde para su aplicación se debe medir, tanto la probabilidad como las consecuencias de todos los eventos perjudiciales para el sistema. La probabilidad de ocurrencia de eventos esperada se definió como el producto de los índices de probabilidad de daños por terceros, de daños por corrosión y de diseño. Por otro lado, las consecuencias asociadas a la ocurrencia de un evento apuntaron a cuantificar la incidencia del mismo sobre la seguridad de las personas y sus bienes.

Se definieron las características principales del sistema de gasoductos existentes en la provincia de Córdoba y de los nuevos gasoductos proyectados, presentando el relevamiento de estos datos: longitud, diámetro nominal, material de construcción, presión de operación, clase de trazado, tipo de revestimiento y fecha de habilitación.

La metodología cualitativa permitió comparar el riesgo relativo entre los distintos tramos del sistema de gasoductos relevados, estableciendo que el 60% de los gasoductos en operación presentaron mayores niveles de riesgo que el gasoducto proyectado con mayor riesgo. Esto es debido a las características de los materiales, su ubicación geográfica y antigüedad, que resultaron favorables en el caso de los gasoductos proyectados respecto a los gasoductos en operación. No obstante, los niveles de consecuencias máximos de ambos grupos fueron similares, fundamentalmente porque los diámetros y presiones máximas son comparables. En un análisis posterior se prevé la cuantificación del riesgo de los gasoductos de mayor nivel de riesgo relativo, para finalmente definir los tramos donde se realizarán los estudios de vulnerabilidad previstos.

Este trabajo permitió a los autores tomar conocimiento de las distintas metodologías para la realización una evaluación de riesgo en un sistema de gasoductos. En la definición del tipo de análisis de riesgo a desarrollar es fundamental conocer los datos mínimos necesarios del sistema a incorporar en dicho análisis, su disponibilidad en bases de datos o su necesidad de relevamiento.

La realización en primera instancia de evaluaciones de riesgo cualitativas resulta recomendable, porque su implementación es sencilla y permite familiarizarse con el sistema de gasoductos en estudio. En una etapa posterior se pueden implementar evaluaciones de riesgo cuantitativas, las que necesitan un desarrollo más complejo de los algoritmos, con un importante incremento en la cantidad de datos del sistema.

REFERENCIAS

- Anderson T.L. (1995). *Fracture Mechanics. Fundamentals and Applications*, CRC Press, Boca Raton, FL, USA.
- API Spec 5L (2012). “45th Edition Specification for Line Pipe”, American Petroleum Institute, Washington, DC, USA.
- ASME B31.8 (2016). “Gas Transmission and Distribution Piping Systems”, American Society of Mechanical Engineers, New York, NY, USA.
- ASME B31.8S (2016). “Managing System Integrity of Gas Pipelines”, American Society of Mechanical Engineers, New York, NY, USA.
- ASME B36.10M (2004). “Welded and Seamless Wrought Steel Pipe”, American Society of Mechanical Engineers, New York, NY, USA.
- ASTM A53/A53M (2012). “Standard Specification for Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc-Coated, Welded and Seamless”, American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, Pennsylvania, USA.
- Baker, M. Jr. (2003). “TTO Number 5, Integrity Management Program. Low Frequency ERW and Lap Welded Longitudinal Seam Evaluation”, US Department of Transportation, Office of Pipeline Safety, Washington, DC, USA.
- Eiber, R., Bubenik, T. and Maxey, W. (1993). “Fracture Control Technology for Natural Gas Pipelines”, American Gas Association, Project PR-3-9113, Report NG-18 No. 208, Washington, DC, USA.
- Giudici, A.J., Matusevich, A.E., Soria Castro, L.M. y Massa, J.C. (2016). “Falla de gasoductos con defectos volumétricos”, *Revista Iberoamericana de Mecánica*, Vol. 20, No. 1, pp. 3-20.
- Kiefner, J.F. and Vieth, P.H. (1989). “A modified criterion for evaluating the remaining strength of corroded pipe”, Project PR-3-805, Pipeline Research Committee, American Gas Association, Catalog No. L51609, Washington, DC, USA.
- Kiefner J.F. and Vieth P.H. (1990). “Evaluating pipe: new method corrects criterion for evaluating corroded pipe”, *Oil and Gas Journal*, Vol. 32, pp. 56-59.
- Kiefner, J.F. (1997). “A Risk Management Tool for Establishing Budget Priorities”, NACE Tech Edge Series Program, Houston, Texas, USA.
- Massa, J. C. and Giudici, A. J. (2009). “Comportamiento de un gasoducto con fisuras”, *Revista Internacional de Desastres Naturales, Accidentes e Infraestructura Civil*, Vol. 9, No. 1-2, pp. 143-162.
- Massa, J. C. y Giudici, A. J. (2010). “Daño por efectos de oxidación en gasoductos”, *Revista Internacional de Desastres Naturales, Accidentes e Infraestructura Civil*, Vol. 10, No. 2, pp. 119-138.
- Matusevich, A. E., Mancini, R. A. y Giudici, A. J. (2012). “Determinación de la tenacidad a la fractura del material de un gasoducto”, *Revista Latinoamericana de Metalurgia y Materiales*, Vol. 32, No. 2, pp. 253-260.
- Muhlbauer, W.K. (2004). *Pipeline Risk Management Manual*, Gulf Professional Publishing, Third Edition, Burlington, Massachusetts, USA.
- NACE SP0169 (2013). “Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems”, NACE International, Houston, Texas, USA.
- NAG 100 (1993). “Normas Argentinas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural y Otros Gases por Cañerías”, Ente Nacional Regulador del Gas, Buenos Aires, Argentina.
- NAG 108 (2009). “Norma Argentina de Gas - Revestimiento Anticorrosivos para Cañerías y Accesorios”, Ente Nacional Regulador del Gas, Buenos Aires, Argentina.
- Stuardi, J., Giudici, A., Chiappero, G. y Cocco, L. (2013). “Análisis de falla por fractura en gasoductos”, *Mecánica Computacional*, Vol. 32, pp. 1671-1686.